La promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans les marchés libéralisés : le besoin de nouveaux cadres incitatifs

Dominique FINON et Philippe MENANTEAU
LEPII-EPE (ex-IEPE)[1]
CNRS et Université de Grenoble

Paru dans Revue de l'Energie, 550, Février 2003

Résumé

L'article compare les anciens et nouveaux principes d'action dans le domaine de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, et analyse les nouveaux types d'instruments mis en œuvre en environnement concurrentiel dans certains pays pionniers. La vision commune est que la libéralisation des industries énergétiques limiterait la capacité d'action directe des Etats qui s'appuyaient auparavant sur les monopoles publics. Dans les faits il suffit de clarifier les obligations de l'opérateur historique et des agents en concurrence, et d'adapter les modes d'action à l'environnement concurrentiel. Pour ce faire il convient d'imposer directement ou indirectement les mêmes obligations aux agents, et d'ajuster le mode de financement du coût des actions pour ne pas fausser la concurrence. On peut aussi adopter des dispositifs qui savent marier obligations quantitatives (obligations de moyens ou obligations de résultats) et mécanismes de marché, comme c'est le cas des quotas accompagnés de marchés de certificats «verts » et tout récemment des certificats « blancs » d'économie d' électricité et de gaz.

En libéralisant les marchés énergétiques et en privatisant les monopoles publics, les Etats se sont privés d'un certain nombre d'instruments de politique énergétique et se voient limités dans l'usage des pratiques réglementaires traditionnelles de «*command and control* » et d'instrumentation des entreprises énergétiques publiques. Ils peuvent difficilement décider de grands programmes d'équipements visant à promouvoir les énergies non carbonées en instrumentant les entreprises désormais privatisées et en concurrence, comme ce fut le cas des programmes nucléaires. Il leur reste principalement l'action sur la demande et la promotion des énergies renouvelables, qui sont au coeur des nouvelles politiques énergétiques. Mais elles doivent être pensées en adéquation avec les mécanismes de marché et les principes libéraux. Ceux-ci amènent à se focaliser sur les défaillances du marché dont il suffirait de corriger les plus immédiates. En ce sens, corriger les défauts d'information des consommateurs et faire payer les vrais coûts environnementaux aux producteurs, en particulier le coût des émissions de CO_2, sont sans aucun doute une première étape indispensable. Mais, dans la pratique, l'internalisation de ces coûts par des taxes, des quotas avec échanges de permis ou des normes n'est jamais exhaustive ou optimale, en raison de

[1] Depuis janvier 2003, l'Institut d'Economie et de Politique de l'Energie est devenu le département Energie et Politiques de l'Environnement (EPE) du nouveau Laboratoire d'Economie et de la Production et de l'Intégration Internationale (LEPII) créé par le CNRS en fusionnant les deux unités de recherche économique CNRS du site de Grenoble dans le cadre de sa politique de regroupement des unités.

difficultés opératoires ou d'acceptabilité sociale et politique. De plus elle est souvent impuissante à enclencher des dynamiques technologiques vertueuses en raison des coûts initiaux d'apprentissage des nouvelles techniques. Il s'agit donc d'intervenir dans le respect de la concurrence entre opérateurs pour créer des incitations à agir sur les utilisations d'énergie et corriger les barrières à l'entrée des nouvelles techniques efficaces ou à base de renouvelables.

L'action de l'Union Européenne, qui est le principal facteur de libéralisation des marchés, joue aussi un rôle important pour la mise en œuvre de programmes ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique, autant en relation avec les enjeux de sécurité énergétique que de politique climatique. Après la directive sur la promotion des énergies renouvelables de septembre 2001, qui invite les Etats-membres à atteindre une part significative dans la fourniture énergétique et la production électrique, un projet de directive sur la gestion de la demande d'énergie est en cours de discussion qui devrait les inciter aussi à s'engager volontairement sur des objectifs quantifiés d'économie d'énergie et de montants d'investissements. Ces objectifs laissent aux Etats une certaine latitude sur le choix des moyens à mettre en œuvre, mais ceux-ci doivent évoluer pour être en concordance avec le nouvel environnement concurrentiel des marchés électriques et gaziers libéralisés.

On présentera ici, en parallèle, les évolutions des pratiques de promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables pour s'adapter à ce nouvel environnement concurrentiel car, justifiées par les mêmes objectifs politiques, elles évoluent de façon similaire, tant dans les modes d'action fondés sur un *mix* de réglementation et d'instruments de marché que dans leurs modalités de financement. Tel est le cas par exemple de l'émergence des certificats blancs d'économie d'énergie et de mécanismes d'échanges associés, dont le dispositif reproduit celui des marchés de certificats verts associant obligations sur les fournisseurs d'électricité, certification et marchés.

1. Maîtrise de l'énergie et libéralisation des marchés

L'introduction de la concurrence conduit dans l'industrie électrique à une dé-intégration verticale de la filière et à une mise en concurrence des fournisseurs qui étaient auparavant les principaux agents mandatés pour agir sur la demande. La libéralisation des marchés oblige de ce fait à redéfinir une partie des moyens d'action en faveur de la maîtrise de la demande. On notera en effet que les actions sur l'amont, c'est-à-dire les incitations à la "création de marchés" par des programmes de commandes publiques ("*public procurement*") (Geller et Nadel, 1994 ; IEA, 2003), les accords volontaires (Bertoldi, 1999), l'information des consommateurs pour orienter les comportements d'adoption, demeurent un champ d'activités particulièrement important qui ne subit pas les effets du changement. Les évolutions de pratiques liées à la libéralisation des marchés se situent principalement à trois niveaux :

- le pouvoir du régulateur d'imposer des obligations d'agir aux opérateurs en concurrence,
- les modes d'incitation qui se moulent dans un environnement de marché, comme c'est le cas de l'imposition d'obligations d'économies d'électricité aux fournisseurs d'électricité accompagnées de dispositifs de certification et d'échanges de certificats,
- et enfin la nécessité de répartir équitablement entre les opérateurs les charges associées aux dépenses.

Les dispositifs et les mesures adoptés vont bien sûr dépendre en partie du modèle concurrentiel adopté et du degré de profondeur des réformes (modèle intégré avec ATR

Supprimé : Les secteurs énergétiques ont été parmi les plus concernés par la vague de retrait des Etats marquée par les privatisations, l'internationalisation des entreprises et l'introduction de la concurrence sur les marchés nationaux. Le marché a été paré de toutes les vertus, même pour répondre aux défis énergétiques et environnementaux de long terme. Et, pourtant, si les Etats industrialisés prennent au sérieux leurs engagements de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, ou si ils considèrent avec attention les pressions croissantes sur les ressources épuisables et la concentration des approvisionnements en provenance de zones instables, ils doivent s'interroger sur la réalité de ces vertus et sur les moyens de corriger certaines défaillances du marché en termes d'information des agents, d'internalisation des coûts sociaux et d'orientation du progrès technique.¶
¶
La limitation des émissions de CO2 ou de la dépendance aux ressources carbonées importées nécessite d'agir sur l'ensemble du système énergétique. En libéralisant les marchés et en privatisant les monopoles publics, les Etats se sont privés d'un certain nombre d'instruments de politique énergétique et se voient désormais contraints dans l'usage des pratiques règlementaires traditionnelles de «command and control » et d'instrumentation des entreprises énergétiques publiques. Il leur est ainsi difficile de décider de grands programmes d'équipements en faveur des énergies non carbonées, comme ce fut le cas pour les projets nucléaires, en s'appuyant sur les entreprises électriques privatisées et en concurrence,. Il reste aux Etats la possibilité d'agir sur la demande et en faveur de la promotion des énergies renouvelables, qui sont au coeur des nouvelles politiques énergétiques, mais ces actions doivent être désormais pensées en adéquation avec les mécanismes de marché et les principes libéraux. ¶
¶
L'action de l'Union Européenne joue un rôle important sur la mise en œuvre de programmes ambitieux de développement des renouvelables et d'efficacité énergétique en Europe autant en relation avec les enjeux de sécurité énergétique que de politique climatique.

Mise en forme : Puces et numéros

simple, modèle décentralisé, modèle avec *unbundling* complet réseau-vente) (Vine et al., 2003). Mais on ne cherchera ici qu'à faire ressortir les principes de base de l'adaptation des activités de maîtrise de la demande à l'introduction de la concurrence[2].

1.1. La maîtrise de l'énergie en régime de monopole réglementé

Le régime du monopole réglementé était, à certains égards, propice à des actions de maîtrise de la demande car il permettait un financement par subventions croisées entre types de clientèle par augmentation uniforme des tarifs ou une augmentation ciblée sur les abonnés résidentiels (pour une synthèse, voir Finon, 1996 ; Johansen, 1996). Il présentait un second avantage : l'incitation particulière que constituait pour l'entreprise intégrée verticalement les coûts évités sur toute la filière, ce qui n'est plus le cas en régime concurrentiel où production, transport, distribution et vente sont séparés. Aux Etats-Unis, entre 1985 et 1995, la "planification intégrée des ressources" (Integrated Resource Planning ou IRP) avait ainsi rendu obligatoire cet arbitrage offre/demande en imposant la mise en balance des actions de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) avec les investissements d'expansion de capacité de production et de réseau (Geller et Nadel, 1994). La prise en compte des externalités environnementales en production renforçait sa justification économique dans la démarche IRP dont on s'inspirait dans certains pays européens (Danemark, Pays-Bas).

Ce modèle peut bénéficier de la mise en concurrence des sociétés de service énergétique (ESCOs ou Energy Services COmpanies) pour la réalisation des projets, une fois définis les objectifs à atteindre par le régulateur. Le champ d'action des ESCOs est principalement le segment des moyens et gros consommateurs où les marges de profit à dégager de l'offre de services sont les plus élevées. Sur ce segment, elles peuvent optimiser les coûts d'information pour l'estimation des potentiels d'économies (par référence à des techniques standard, etc.) et se rémunérer sur le partage des gains potentiels (contrat de tiers financement) (Adnot, Jamet et al., 2002)[3]. Les distributeurs sont en revanche mieux placés sur les autres segments de clientèle car ils ont une meilleure connaissance de leurs modes de consommation et ils peuvent accepter d'agir avec des perspectives de rémunération plus faibles, leurs critères de rentabilité étant moins élevés. Les logiques de rentabilisation des ESCOs sont donc moins propices à l'exploitation des gisements existants, mais leur présence a été un élément important pour que les régulateurs puissent mettre en œuvre leur politique aussi bien aux Etats-Unis que dans certains pays européens.

Les limites du modèle de monopole étaient toutefois repérables là où la régulation des monopoles était faible et intellectuellement soumise à la culture d'offre des entreprises, et lorsque existaient d'importantes surcapacités peu favorables à l'engagement d'actions de maîtrise de la demande. L'expérience française a ainsi montré que l'entreprise électrique en monopole ne s'engageait réellement dans des actions de MDE que là où l'égalisation territoriale des tarifs entraînait des distorsions trop évidentes dans des zones insulaires ou à habitat dispersé, ou lorsque les besoins de pointe d'un usage particulier (climatisation, chauffage des locaux) compliquaient la gestion de sa charge (Colombier, 1994). Alors qu'ils

---

[2] Pour une caractérisation détaillée des actions d'efficacité énergétique dans les marchés ouverts de l'électricité, on renvoie au rapport effectué pour le Programme SAVE de la Commission Européenne sous la coordination du Wuppertal Institut, et impliquant pour la partie française le CENERG (Ecole des Mines) et l'ADEME (Voir SAVE-Wuppertal Institut, 2002).

[3] Au passage on sait que c'est en France que de tels contrats ont été initiés au début des années quatre-vingt avant de connaître une relative stagnation en raison du manque d'appui institutionnel et du système bancaire.

disposaient d'une capacité d'influence élevée sur les choix ministériels ou du régulateur, ces monopoles avaient, de façon générale, une logique de croissance contradictoire avec la recherche de rationalisation des usages sur les divers segments de leur marché. Il fallait donc, face à eux, un régulateur fort, capable d'imposer et de contrôler la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande et d'organiser l'entrée d'entreprises de service énergétique. Cela a été le cas des Commissions de Service Public (PUC) aux Etats-Unis avec leurs programmes de planification intégrée des ressources jusqu'à la phase actuelle de dérégulation débutée en 1998 (Levine et Sonnenblick, 1994 par exemple).

1.2 . L'adéquation de la maîtrise de l'énergie avec le modèle concurrentiel

L'introduction de la concurrence change la base institutionnelle de la MDE puisqu'il n'y a plus possibilité d'appui sur les monopoles électriques. La nouvelle base institutionnelle se révèle également conflictuelle, en opposant l'objectif de promotion de l'efficacité énergétique d'un côté, et l'objectif de la réglementation économique des industries libéralisées[4] de l'autre. Les régulateurs sont en effet focalisés sur la promotion de la concurrence, et il faut que leurs missions intègrent très clairement la maîtrise de l'énergie et la protection de l'environnement pour qu'ils consentent à imaginer des dispositifs particuliers conciliant cette pluralité d'objectifs[5]. L'opposition d'objectifs et de missions peut être aussi un avantage puisqu'elle amène les législateurs à définir très clairement les obligations d'intérêt général ou de service public : nature des obligations (efficacité énergétique, protection de l'environnement, etc.), catégories d'opérateurs soumis aux obligations (opérateur historique, distributeurs-fournisseurs, fournisseurs en concurrence après *unbundling* complet), modalité d'évaluation des coûts et modes de financement, définition des règles de mise en œuvre et de contrôle. La gestion de ces obligations par le régulateur, et non le ministère, peut faciliter la mise en cohérence pour autant que la loi le contraigne de le faire très clairement, comme c'est le cas au Royaume-Uni depuis le *Utility Act* de 1999.

Ensuite l'instauration du modèle concurrentiel change les logiques incitatives à procéder à des actions de maîtrise de la demande. Certains éléments vont jouer en faveur de l'efficacité énergétique, tandis que d'autres vont plutôt jouer comme contrainte (voir tableau 1).

Dans le sens positif, la libéralisation des marchés change la logique de l'offre en modifiant le rapport des fournisseurs à la clientèle. Les entreprises électriques en concurrence cherchent d'un côté à se différencier, à améliorer l'image de l'entreprise dans le sens du développement durable, et d'un autre côté, à enrichir leur offre et à fidéliser leurs clients en offrant des conseils au-delà du compteur, en faisant des offres multi-énergies et de gestion globale des services. Ces stratégies commerciales sur le segment industriel et le grand tertiaire jouent autant sur la réduction des quantités que celle des prix ; elles intègrent parfois le rachat des équipements externalisés et l'installation et l'exploitation d'unités de cogénération sur site en relation avec une activité d'arbitrages entre les prix des différentes énergies. Les entreprises énergétiques se rémunèrent alors par les réductions de coût qu'elles obtiennent en s'engageant dans des contrats de vente de service énergétique global à prix garantis. De leur côté les sociétés de service énergétique seraient censées entrer sur le marché électrique en élargissant

[4] On observera aussi que la base de la politique de maîtrise de l'énergie peut aussi se fragmenter avec la disparition des ministères de l'énergie sous l'effet du déclin des politiques énergétiques, et la séparation des compétences en matière d'offre et de demande entre ministère de l'économie et ministère de l'environnement, comme ce fut le cas en Grande-Bretagne.

[5] Voir notamment les réticences des régulateurs britanniques Offer et Ofgas entre 1990 et 2000 à intégrer la dimension maîtrise de l'énergie.

leur offre à la fourniture d'électricité et de gaz sur la base de stratégies multi-énergies / multi-services. Mais l'expérience nord-américaine montre qu'elles doivent pour cela acquérir les compétences d'achat et de gestion du risque, ce qui constitue une barrière à l'entrée. En Europe cette barrière a été contournée par les alliances entre les grandes sociétés de service (Dalkia, Elyo, Agip Servizi en Italie, Heat Save en Grande-Bretagne, etc.) et les groupes énergétiques (EDF, Suez-Tractebel, GDF, etc.).

Ceci dit, l'effet direct de ces stratégies concurrentielles sur la rationalisation des usages énergétiques est difficilement repérable dans la mesure où elles jouent autant sur les prix que sur les quantités. Par ailleurs, ces actions de maîtrise de la demande dépendent d'abord des stratégies d'affaires des fournisseurs et ne s'intègrent pas réellement dans une politique réglementaire globale qui assurerait une coordination générale des efforts de maîtrise de la demande.

Du côté défavorable, trois facteurs désincitatifs se manifestent (Finon et Moisan, 1995). En premier lieu l'exercice effectif de la concurrence entraîne une baisse des prix sur les marchés qui n'incite pas les consommateurs à limiter leur consommation d'énergie. De plus les consommateurs industriels et tertiaires ont tendance à centrer leur « fonction-achat » plus sur le prix que sur les quantités, contrairement à la période antérieure de tarifs stables et aux évolutions prévisibles. Mais ce constat qui, à tort, est mis en avant pour tous les consommateurs, ne concerne que le segment des gros consommateurs qui sont les premiers à bénéficier de l'ouverture des marchés[6]. En second lieu l'exercice de la concurrence entraîne l'érosion des rentes des firmes autrefois en monopole, ce qui les incite à supprimer leurs actions de MDE si elles n'ont pas de compensation financière. En troisième lieu la dé-intégration verticale de la filière (*unbundling)* rend plus difficile la compensation du coût de l'action de MDE que doit supporter le distributeur-revendeur par des économies directes et d'investissement. Cet aspect incitatif qui existait en régime de monopole verticalement intégré est ici supprimé. Certes il peut se retrouver partiellement au niveau des entreprises de réseaux de transport et des entreprises de distribution, notamment pour limiter les congestions en pointe et les besoins de renforcement de réseau. Mais il faut pour ce faire que les incitations soient bien conçues. En effet la séparation juridique du transport et bientôt celle des réseaux de distribution des activités de production et de vente ne mettent pas les gestionnaires de réseau en contact direct avec les activités de consommation[7]. De plus leurs modes de rémunération ne sont pas forcément incitatifs à la limitation spontanée des risques de congestion par des actions sur la demande.

Tableau 1. Comparaison de l'adéquation des actions de maîtrise de la demande au modèle du monopole réglementé et au modèle concurrentiel

	Monopole réglementé	**Modèle libéralisé concurrentiel**

[6] Les autres clientèles sont relativement insensibles à des baisses de prix de l'électricité qui, de toute façon, sont restées pour elles relativement modérées : 5 à 10% par exemple au Royaume-Uni.

[7] On pourrait avancer l'exemple du programme de MDE entrepris par EDF sur la région de Nice pour éviter la construction de la ligne Boutre-Carros avec des niveaux d'investissement comparables. Mais ce n'est pas RTE (Réseau de Transport d'Electricité) qui doit financer ce programme, mais EDF car rien dans les textes ne permet à RTE de s'impliquer dans des activités autres que le transport.

Incitations	Pour les entreprises, coûts évités en réseau et en équipement de production Pour les ESCOs, partage des gains avec consommateurs Pour les consommateurs , baisse du coût global	Incitations des fournisseurs à élargir leur offre aux services énergétiques Entrée des ESCOs dans le commerce multiénergie Pour les consommateurs, même incitation
Obstacles	Culture d'offre des entreprises électriques Difficulté des ESCOs à entrer sur le segment des petits et moyens consommateurs	Objectif de rentabilité et temps de retour court Difficulté des ESCOs à entrer dans le commerce/trading d'énergie Difficulté des gestionnaires de réseau à être intéressés aux démarches MDE
Type d' obligation réglementaire Avantage réglementaire	Identification et définition de programmes d'action Possibilité de comparaison des options d'offre et de demande par le régulateur	Imposition de quotas d'économies d'électricité aux fournisseurs en concurrence Eventuels échanges de certificats Clarification des obligations de service public imposé aux opérateurs concurrents
Financement des actions de MDE	Subventions croisées internes (avec éventuelle hausse de tarifs)	Externalisation du financement (fonds public abondé par charges sur kWh transportés par ex.)

En effet la libéralisation des marchés s'accompagne le plus souvent de l'adoption d'une réglementation incitative en plafonds de prix (*price cap*) pour les activités de transport et de distribution qui restent des monopoles naturels (ainsi que pour les activités de vente aux consommateurs domestiques pendant les années de transition précédant l'ouverture complète). Or, ce principe de réglementation incite au développement des ventes : en effet, du fait de l'importance des coûts fixes, plus on développe celles-là, plus le coût unitaire baisse et le profit unitaire peut s'élever. Aussi convient-il de corriger ce mode de réglementation des prix en introduisant dans la formule d'indexation du revenu une forte pondération par le nombre de clients, à coté du nombre de kWh vendus et de la longueur des réseaux (Pagliano et al., 2001)[8].

1.3. Les nouvelles pratiques d'action d'efficacité énergétique en régime concurrentiel

L'intervention publique en faveur de la maîtrise de l'énergie dans les systèmes libéralisés peut emprunter à différents types de mesures, mais elle doit s'attacher à ne pas fausser la concurrence entre fournisseurs d'énergie pour le financement du coût des mesures mises en oeuvre. L'imposition d'une taxe sur les consommations d'électricité ou sur les consommations d'énergie est l'option la plus compatible avec l'esprit de l'optimum allocatif sous-jacent au fonctionnement du marché en corrigeant les externalités, et au respect des principes concurrentiels. Elle n'introduit pas de distorsions de concurrence entre les opérateurs. Elle a un effet incitatif sur la demande à condition d'opter pour un taux suffisamment élevé. Le *Climate Levy* mis en œuvre en 2002 en Grande Bretagne et appliqué

[8] On procède ainsi en Grande-Bretagne depuis 1994 et en Italie et en Norvège depuis peu.

aux consommations industrielles et tertiaires est une taxe incitative de ce type. Mais, dans les faits, l'usage d'écotaxe significative est difficile à être accepté. On doit aussi avoir recours à d'autres dispositifs (IEA, 1999 ; SAVE, 2003).

- *Le mandatement d'un organisme approprié*

C'est un premier moyen de procéder à des actions d'efficacité énergétique ou de les contrôler, en association avec la création d'un fonds spécialement dédié à leur financement. Le gouvernement choisit de déléguer cette responsabilité à une agence publique existante ou spécialement créée à cet effet. Elle est en charge de la programmation et du suivi des actions (le cas type est l'*Energy Saving Trust* en Grande-Bretagne entre 1994 et 2001). Le financement du fonds est assuré par une taxe sur l'électricité ou par un impôt spécial sur la base du principe de neutralité.

- *L'imposition d'une obligation de moyens ou de résultats*

On impose une obligation réglementaire aux opérateurs en contact avec la clientèle pour les contraindre à agir eux-mêmes ou de façon indirecte, comme c'est le cas en Grande Bretagne sur le segment résidentiel depuis 2002, ainsi qu'au Danemark, en Flandres, en Italie et prochainement en Irlande (Voir Save-Wuppertal, 2002). L'obligation est alors imposée soit aux distributeurs-fournisseurs (en Italie), soit aux fournisseurs (en cas de dé-intégration complète comme en Grande Bretagne), soit aux distributeurs purs. L'obligation peut porter sur les moyens à engager ou sur le quota d'économies à atteindre par rapport aux ventes : en effet, face au problème informationnel posé par la méconnaissance relative des potentiels généraux et des courbes de coût, le choix d'agir en imposant une obligation de résultats est lourd d'incertitudes de dépenses et on combine finalement les deux, comme on le verra à propos de la Grande-Bretagne. Par ailleurs, l'obligation peut être dirigée vers certains types de technologies ou certaines clientèles (un ciblage peut par exemple être imposé à 50% et plus vers les ménages pauvres dans le résidentiel).

Des mécanismes de flexibilité complémentaires tels que les échanges bilatéraux ou des marchés de certificats d'économies d'énergie ("certificats blancs") peuvent être alors introduits pour réduire le coût global de la politique et égaliser les coûts marginaux de la maîtrise de la demande des opérateurs. Des indépendants peuvent être habilités à procéder aussi à des actions en amont et à participer au marché pour ouvrir les marges de manoeuvre des fournisseurs soumis à obligation. Ces dispositifs de quotas minimaux et d'échanges ("*floor and trade*") imposent un système complexe de codification des actions, de procédures de certification et de contrôle, et de règles de pénalité crédibles pour fonctionner. L'Italie est en train d'aller très loin en ce sens, comme on le précisera ci-après.

Enfin le financement de ces actions peut provenir d'une taxe sur les fournisseurs, fonction du nombre de clients, ou d'un financement propre des entreprises en concurrence. C'est le cas notamment en Grande-Bretagne du fait d'une obligation de dépenses par client alors que le marché résidentiel est totalement ouvert et la fixation des prix laissée à la concurrence ; ce sont alors les marges des fournisseurs qui sont la base du financement de ces actions .

- *Obligation de moyens versus obligation de résultats ?*

En s'appuyant sur l'exemple britannique, on insistera sur le fait que les dispositifs retenus cherchent à trouver la combinaison la plus intelligente entre objectifs de moyens et objectifs

de résultat. La première méthode est souvent critiquée parce qu'elle présente une incertitude de résultats élevée et n'incite pas à la sélection et aux choix de programmes efficaces. La seconde voie, qui revient à imposer des obligations quantifiées à chaque acteur, les conduit à sélectionner les projets sur une base de critères coût-efficacité.

Dans la pratique, compte tenu des incertitudes d'efficacité et de coût des différentes actions, compte tenu également de leur dépendance d'un environnement de compétences et de métiers établis (sociétés de service, installateurs agréés), les deux types d'obligation doivent être mis en oeuvre conjointement. Les deux principes ont ainsi été expérimentés successivement en Grande-Bretagne puis, en définitive, mis en œuvre de façon conjointe depuis 2002 (Biermann, 2001). Entre 1994 et 2000, le premier schéma reposait sur le fonctionnement d'un fonds alimenté par une taxe spéciale de 1 £/client/an, qui servait à financer les actions menées essentiellement par l'*Energy Saving Trust*. Dans le second schéma en place en 2000 et 2001 et qui concernait gaz et électricité, un objectif de réduction de consommations (11 TWh) a été défini dont la réalisation était assignée aux vendeurs d'électricité et de gaz[9]. L'objectif de réduction n'était pas réparti entre fournisseurs sous forme de quotas par exemple, mais renvoyé *de facto* à une obligation de dépenses des fournisseurs correspondant à un montant global de 2,4 £/client. Toutefois, la correspondance entre la cible quantitative de 11 TWh et les dépenses à engager sur 2 ans (120 millions de £ en l'occurrence) relevait d'une estimation concertée entre parties prenantes dont rien ne garantissait la faisabilité. Dans une troisième étape, *l'Energy Efficient Commitment* qui couvre la période avril 2002-mars 2005 relève des mêmes principes. Les fournisseurs (*suppliers)* sont contraints de dépenser 3,6 £/client, tandis que l' objectif de réduction des consommations est d'une autre ambition puisqu'il s'élève à 64 TWh/an d'électricité et de gaz. L'expérience des six premiers mois oblige à constater la grande efficacité de ce dispositif, puisque 6 TWh ont déjà été économisés en six mois (avec 53% dans l'isolation, 29% dans l'éclairage, 14% dans les équipements électriques et 4% dans le chauffage), ce qui implique un activisme très important des fournisseurs.

On notera que, dans le souci de limiter au maximum les coûts du contrôle, les actions sont codifiées et standardisées de façon exhaustive en 12 types, en définissant des coefficients d'efficacité et, pour les effets de chaque action, en les estimant ex ante sans contrôle ex post, mais en prenant en compte un effet rebond[10]. Des mécanismes d'échanges sont envisagés pour introduire de la flexibilité dans le système (Costym, 2002), mais la rivalité entre les 12 fournisseurs du fait de l'intensité de leur concurrence dans la vente en *dual fuel* ne les incite guère pour l'heure à échanger de certificats. En revanche le système de "*floor and trade"* mis en place en Italie est conçu pour faciliter les échanges de certificats.

- *Les mécanismes d'échanges de certificats blancs : le dispositif italien*

Il est encore trop tôt pour tirer les leçons de l'expérience italienne débutée en 2001 sur une base volontaire et qui n'a pas encore atteint son rythme de croisière (Malaman et Pavan, 2002). Dans ce pays on s'est focalisé sur les obligations d'efficacité énergétique appliquées à la fourniture de tous les segments de clientèle, et sur l'instauration prochaine d'un marché de

[9] On notera qu'en terme de compétences, l'*Energy Saving Trust* a été dessaisi en 2000 de sa fonction d'action directe lors du changement de mode d'action. Il intervient désormais indirectement par la labélisation, l'information et le développement de compétences du côté des installateurs.

[10] Elles incluent l'isolation des murs en laine de verre, les chaudières de classe A et B, l'isolation des combles par des professionnels, l'isolation par des particuliers, les dispositifs pour l'achat d'appareils électroménagers efficaces, les mesures de contrôle du chauffage lors de remplacement des chaudières gaz, les programmes d'ampoule basse consommation, les programmes d'isolation de ballons ECS.

certificats d'économies d'électricité sur la bourse électrique de Milan. En relation directe avec la politique climatique, un objectif global quantifié de réduction des émissions par rapport à la tendance « business as usual » est défini au niveau national pour le gaz et pour l'électricité sur 5 ans (0,1% en 2002, 0,5% en 2003, etc. jusqu'à 1,6% en 2006). Ces obligations sont imposées aux huit distributeurs électriques (et vingt-deux distributeurs gaziers) de plus de 100 000 clients, dont la moitié au moins doit être réalisée par des économies d'énergie chez les consommateurs. Le système de certification très codifié permet d'organiser les échanges qui relèvent soit de transactions bilatérales, soit d'échanges anonymes sur un marché organisé. Pour donner une certaine liquidité au marché, des indépendants (ESCOs, vendeurs d'équipements électriques ou gaziers, etc) sont habilités à entreprendre des actions certifiables.

Comme dans le cas britannique il y a une codification des actions types (14 génériques complétées de 35 sous-classes), mais la procédure est moins standarisées qu'en Grande-Bretagne et a des coûts de transaction élevés . Elle nécessite en effet pour chaque action une certification explicite par l'Autorité de régulation gaz-électricité (AEEG) après vérification de l'action effectuée et une évaluation ex post de l'impact réel du projet. Enfin, en termes de contrôle, il existe un système de vérification annuelle sur les obligations des distributeurs associées à des règles de pénalités fortes.

2. Promotion des énergies renouvelables et libéralisation des marchés électriques

En régime de monopole, la culture des entreprises électriques intégrées basée sur la recherche d'économies d'échelle en production et sur la distribution par grands systèmes centralisés les conduit à préférer les moyens de production de grande taille dont les apports sont strictement programmables et intégrables à la gestion des grands réseaux de transport. Ainsi, même lorsque leurs coûts se rapprochent de ceux des moyens de production classiques, les technologies décentralisées à base de renouvelables ne sont pas développées pour la production d'électricité dans les monopoles verticalement intégrés.

En régime de concurrence, les différents moyens de production doivent en principe être comparés sur une base transparente et plus ouverte, qui intègre les avantages de la production d'origine renouvelable et distribuée (modularité, rapidité de mise en œuvre, émissions évitées, etc.). L'accès au marché de l'électricité ouvert à tous les producteurs indépendants peut a priori stimuler le développement de projets de petite taille portés par des entrepreneurs spécialisés, projets qui intéressent peu les grandes entreprises électriques. De même, une meilleure transparence des coûts de réseau doit jouer en faveur des renouvelables en zones insulaires ou de faible densité [11].

Enfin, sur un marché ouvert, les consommateurs ont la possibilité d'acheter leur électricité aux producteurs de leurs choix. Les consommateurs qui ont une disposition à payer suffisante vis-à-vis de l'environnement peuvent ainsi s'adresser directement à un producteur à base de renouvelables pour bénéficier d'une production certifiée en énergies renouvelables en contrepartie d'un surprix variable selon la composition du portefeuille de technologies

[11] Il faut, pour ce faire, que les conditions d'accès au réseau et en particulier celles de raccordement soient alignées sur les conditions habituelles standardisées de raccordement technique pour limiter les discriminations et les coûts de négociation.

proposé. Les entreprises en place, comme certains commerçants spécialisés, ont ainsi développé des programmes d'offre d'électricité verte vers la clientèle non éligible. Les gouvernements peuvent décider d'aller plus loin dans l'achat direct que le régime général de l'éligibilité. Aux Pays-Bas, depuis 2001, un tel type d'achat direct est autorisé pour les consommateurs domestiques alors que ce segment n'est pas encore ouvert à la concurrence.

Mais, de même que pour les politiques d'efficacité énergétique, le cadre concurrentiel impose des adaptations dans les instruments existants de promotion des énergies renouvelables ou le développement de nouveaux instruments qui soient en bonne adéquation avec les principes de marché. Ainsi, les systèmes d'obligations d'achat et de prix garantis imposés aux opérateurs historiques doivent être amendés pour ne pas introduire de distorsion de concurrence entre opérateurs, en cas de pilotage par les prix. Ainsi, encore, lorsque l'approche par les quantités est choisie et se concrétise par l'imposition aux fournisseurs de quotas d'énergies renouvelables dans leur portefeuille, il est possible d'introduire des mécanismes de flexibilité basés sur les échanges de certificats verts qui soient congruents avec le cadre des nouveaux marchés électriques (Menanteau et al., 2001).

3.1 Les difficultés d'adéquation des énergies renouvelables à l'environnement concurrentiel des nouveaux marchés électriques

Dans la réalité, les avantages de la libéralisation pour le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable ne sont pas aussi clairs si l'on tient compte des faibles dispositions à payer des consommateurs et des inconvénients du régime concurrentiel. Il est clair que l'évolution des critères de choix des investissements, et notamment le raccourcissement de l'horizon temporel, diminue l'intérêt économique des techniques de production d'électricité renouvelable du fait de leur lourdeur en investissement de départ. Des systèmes d'incitation importants demeurent donc nécessaires comme en régime de monopole, sauf cas improbable de fixation des taxes sur les émissions de CO_2 à un niveau très élevé qui permettraient la rentabilisation des projets à base de renouvelables dans la compétition avec des moyens classiques.

- *Les limites de l'achat direct d'électricité « verte »*

La vente directe de l'électricité verte et la tarification verte dont on peut penser qu'elle pourrait constituer, dans l'idéal, un moyen optimal de financement du développement de projets d'électricité d'origine renouvelable (Mirabel, Percebois et Poudou, 2001) est très loin de démontrer cette capacité (Bird, Wüstenhagen et Aabakken, 2002). Le développement d'achats de ce type reste modeste (Wustenhagen, 2001), même si certains pays souhaitent stimuler l'entrée de nouveaux producteurs d'électricité renouvelable par ce biais. Mais, de façon générale, le décollage des ventes d'électricité verte est loin d'être significatif en se limitant à 2 ou 3% des acheteurs, en dépit de l'existence de groupes de consommateurs décidés à payer un surprix d'environ 15 à 20% selon les enquêtes et d'importants efforts de publicité. Les Pays-Bas constituent une exception puisque 13 % des clients domestiques en 2001 ont souscrit des contrats de ce type, mais ce résultat s'explique par la forte incitation fiscale (allègement de la taxe climat de 0,06 €/kWh) allouée à l'électricité verte qui la met au même niveau de prix que l'électricité d'origine non renouvelable.

Tableau 2. Diffusion des tarifs d'électricité verte en Europe en 2000

	Allemagne	Royaume-Uni	Pays-Bas	Suisse	Finlande

Nombre d'offreurs	136	14	14	101	20
Nombre d'acheteurs	280 000	20 000	410 000*	27 000	3 000

* 680000, soit 13 % des consommateurs, en 2001

Source : Wustenhagen, 2001

Ceci manifeste bien la difficulté intrinsèque d'organiser le financement des énergies renouvelables sur la base de la préférence révélée des acheteurs d'électricité pour la préservation du climat ou de l'environnement local.

- *La décote de la production intermittente sur les marchés dérégulés*

L'introduction de sous-marchés d'ajustement (*imbalance*) dans l'architecture des marchés électriques journaliers conduit à supprimer une partie de la valorisation des kWh renouvelables du fait des aléas de leur production. En effet, à côté du marché à J-1 (*day-ahead),* la plupart des architectures de marché incluent un mécanisme d'ajustement qui a pour fonction d'équilibrer le réseau en compensant les écarts entre les annonces de production et de soutirage des participants au marché et les quantités effectivement injectées ou soutirées. Ces marchés d'ajustement ont tendance à pénaliser les productions horaires qui ne sont pas strictement ajustées aux plans annoncés la veille pour le lendemain. Les énergies renouvelables à apports intermittents peuvent y être alors lourdement pénalisées, ce qui supprimerait toute incitation à de nouveaux investissements.

L'expérience britannique résultant de l'abandon du pool et l'instauration du *New Electricity Trading Arrangement* (NETA) en avril 2001 illustre cette difficulté. Le NETA a en effet obligé tous les producteurs à annoncer leur production 3,5 heures à l'avance et imposé des pénalités importantes s'ils produisent moins que prévu (€ 58/MWh, en moyenne pour juin-juillet 2001), alors qu'ils ne reçoivent qu'une rémunération modeste dans le cas inverse (€ 13/MWh) (Milborrow, 2001 ; Ofgem, 2001).

La réponse à cette difficulté peut être trouvée dans la conception de règles du marché moins défavorables à la production intermittente. De ce point de vue l'approche la plus favorable est la mutualisation complète des coûts d'ajustement de la production d'électricité d'origine renouvelable par le gestionnaire de réseau avec une répartition équitable de ces coûts entre tous les utilisateurs du réseau. Cette solution était l'option retenue antérieurement au Royaume-Uni avec le système du pool centralisé, et c'est également la voie retenue au Danemark dans le cadre du marché régional Nord Pool. Ce système atteint des limites d'acceptabilité économique quand la part de marché de la production à base de renouvelables dépasse un certain seuil en entraînant des surcoûts importants pour les gestionnaires de réseau. C'est le cas sur le réseau de l'ouest du Danemark avec la taille atteinte par la production éolienne et les obligations d'achat en petite cogénération. Dans ce pays en effet, les gestionnaires de réseau sont contraints de compenser les écarts entre les engagements et la production réelle sur le marché journalier d'ajustement du Nord Pool à des coûts souvent élevés. En 2000, le gestionnaire du réseau de l'ouest du Danemark a vu les écarts de prévision horaire dans sa zone atteindre 38% de la production éolienne totale, ce qui a entraîné pour lui un surcoût de 8,75 millions d'euros, soit 0.3 c€/kWh sans compensation (Eriksen, Pedersen et Parbo., 2002).

En second lieu, là où l'on ne mutualise pas les aléas de la production intermittente (comme sur le NETA britannique), une solution consiste à adapter la conception des règles de marché

pour diminuer la pénalisation. Ainsi, si l'on réduit au minimum le délai de soumission des offres de production (la "*gate closure*"[12]) pour se rapprocher de l'heure de réalisation du marché, le risque d'écart entre ces offres avec les injections réelles diminue sensiblement pour les productions faiblement programmables comme l'éolien ou le solaire. Une analyse portant sur 5 centrales éoliennes, effectuée par le régulateur britannique (Ofgem) entre septembre et novembre 2001, a ainsi montré que les coûts de l'ajustement pouvaient être réduits de 38% si la période de prévision était ramenée de 3,5 heures à 1,5 heure (Ofgem, 2002). Les règles de fonctionnement du NETA ont d'ailleurs été modifiées en ce sens en juillet 2002 pour améliorer la valorisation de la production intermittente sur le marché.

Une dernière solution consisterait à inclure cette préoccupation de gestion de risque dans la standardisation des contrats de vente d'électricité renouvelable sur le pool de façon à faciliter l' articulation de ces ventes avec des "*futures*" météorologiques, comme on cherche à le faire en Espagne.

3.2. L'efficacité des divers cadres incitatifs en environnement concurrentiel : une comparaison

L'introduction de la concurrence amène à réviser les programmes de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable développés antérieurement dans le cadre de l'organisation en monopole électrique. On sait qu'après une période dominée par des politiques fondées sur les subventions directes, deux dispositifs incitatifs ont été utilisés pendant une dizaine d'années en régime de monopole, le tarif d'achat et le système d'enchères associé à un objectif de quantité et l'obligation d'achat (Finon et Bal, 1997). Plus récemment, depuis 2001, émerge le système des marchés de certificats verts qui couple l'imposition de quotas de production d'électricité renouvelable avec un mécanisme de flexibilité basé sur l'échange de certificats verts.

Le système des marchés de certificats verts est sans doute le plus compatible avec la logique de fonctionnement des marchés électriques, mais les deux autres dispositifs (tarifs d'achat, objectifs de quantités avec enchères) restent également utilisables en régime libéralisé, à condition de ne pas fausser la concurrence entre les opérateurs. Les tarifs d'achat garantis conservent leur intérêt en raison de leur grande efficacité pour stimuler le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable et permettre la réalisation des objectifs fixés par la directive européenne, mais à condition que le dispositif respecte le jeu concurrentiel.

- *Action par les prix* versus *action par les quantités*

Le système des prix d'achat garantis impose aux compagnies d'électricité l'achat de l'électricité d'origine renouvelable produite par les producteurs situés sur leur zone de desserte à un tarif fixe, décidé par les pouvoirs publics et garanti sur une certaine durée (15 ans en France, par exemple). Le financement du surprix est couvert soit par une subvention croisée entre les clients des entreprises soumises à l'obligation d'achat (Espagne actuellement, Allemagne et Italie jusqu'en 2000), soit par le contribuable, soit par un mélange des deux systèmes comme au Danemark. Pour que ce système, cohérent avec le modèle du monopole, soit adapté au régime concurrentiel, le financement du surprix par rapport au coût évité des entreprises acheteuses doit être réparti équitablement entre tous les fournisseurs. C'est le cas en Allemagne avec l'Enenerbare Energien Gesetz (EEG) de 2000 qui a maintenu le dispositif

[12] A la "*gate closure*" les participants notifient leurs plans de production ou de soutirage, et le trading cesse.

des tarifs d'achat après la libéralisation, mais en aménageant des compensations entre entreprises. Ailleurs ce peut être par une charge de service public alimentant un fonds spécial, comme en France et en Espagne.

Avec les enchères concurrentielles, l'autorité régulatrice définit un marché protégé pour une quantité donnée d'électricité d'origine renouvelable et une obligation d'achat de la production des projets sélectionnés qui est imposée au distributeur national ou local. Une concurrence est donc organisée entre les candidats et porte sur les prix du kWh proposés lors des enchères. Les propositions sont classées par ordre de prix croissants jusqu'à ce que la quantité mise aux enchères soit atteinte. Chaque producteur retenu se voit attribuer le prix d'enchère figurant dans sa proposition ("*pay as bid*") dans le cadre d'un contrat de long terme, ce qui globalement limite la rente des producteurs disposant des ressources les plus favorables par rapport à un dispositif d'enchères alternatif où un prix unique est attribué à tous les gagnants en se fixant sur l'offre marginale (Menanteau et al., 2001). En environnement concurrentiel le financement du surprix par rapport au prix du marché de gros est assuré par un fonds abondé par une taxe spéciale (le *Fossil fuel levy* en Grande-Bretagne, par exemple). Les enchères ont été ainsi été utilisées dans ce type d'environnement en Angleterre dans le cadre de la *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO) jusqu'à sa suppression en 2001 (Mitchell, 1995; 2000), et en environnement monopoliste en Irlande et en France avec le programme Eole 2005 jusqu'en 2000. Seule l'Irlande utilise encore ce système aujourd'hui.

Les deux systèmes présentent des performances radicalement différentes en termes de perspectives de rentabilité, de risque et de coût de transaction. Les tarifs d'achat ont entraîné un développement très soutenu de la filière éolienne en Allemagne, au Danemark et en Espagne, à la fois sur le plan des capacités installées et sur le plan industriel : ces trois pays représentaient plus de 90% de la capacité additionnelle installée en Europe en 2000 (cf. tableau 3). Les bonnes perspectives de rentabilité des investissements offertes par des niveaux de prix relativement élevés (7-9 c€/kWh) sont la principale raison de cette efficacité. Inversement, les niveaux de prix sensiblement plus bas obtenus par les systèmes d'enchères (4-5 c€/kWh) ont logiquement conduit à des capacités installées très inférieures. La logique concurrentielle du système d'enchères a imposé une forte compression des marges des projets pour qu'ils soient sélectionnés.

Tableau 4 : Impact des instruments d'incitation sur la capacité éolienne installée en Europe

Incitations	Pays	Capacité fin 2000	Addition en 2000
Prix d'achat garantis	Allemagne	6113	1668
	Danemark	2402	872
	Espagne	2297	555
	TOTAL	**10812**	**3095**
Enchères	Royaume-Uni	409	53
	Irlande	118	45
	France	79	56
	TOTAL	**606**	**154**

Source : ***WindPower Monthly,*** The Windindicator (http://www.wpm.co.nz), mai 2001.

Le revers de ses défauts est la possibilité offerte par le système d'enchères de contrôler le volume des subventions allouées à la production d'électricité renouvelable en procédant par quotas successifs et en fixant le paiement au prix offert ("*pay as bid*") pour limiter la rente des producteurs à l'avantage des clients des compagnies d'électricité ou des contribuables. A

l'inverse, le dispositif de prix garantis peut se révéler très coûteux en subventions publiques à financer sur le budget de l'Etat ou par le biais de taxes dédiées, contrepartie directe de son impact très positif sur la production d'énergie renouvelable[13]. Ce montant ne peut que continuer à croître du fait de l'augmentation régulière des capacités, en créant un poids important sur le budget de l'Etat. Il devient alors indispensable de supprimer ou de réformer le dispositif à un moment donné pour les nouveaux projets. C'est ainsi que les nouveaux systèmes de prix proposés en Allemagne et en France intègrent des règles de fixation de prix permettant de tenir compte des baisses de coût dues au progrès technique avec des tarifs d'achat dégressifs pour les nouveaux projets (Huber et al., 2001).

Ceci renvoie à l'acceptabilité du dispositif par les régulateurs et les opérateurs soumis à l'obligation d'achat en régime concurrentiel. En effet, l'évaluation du surcoût d'achat de l'électricité d'origine renouvelable par les opérateurs en place fait déjà l'objet de désaccord important en ce qui concerne le montant des compensations à attribuer aux seconds. De plus, ce surcoût correspond, aux yeux des opérateurs aussi bien que des régulateurs, à une rente excessive attribuée aux producteurs d'électricité renouvelable, rente qui est incontrôlable dans la mesure où il y a incertitude sur le nombre d'entrées. C'est la raison pour laquelle, du côté des opérateurs et des régulateurs, il y a eu un intérêt spontané pour le retour à une approche par les quantités articulée à des mécanismes marchands de flexibilité, les échanges de certificats verts. Cette approche permet à la fois le contrôle des quantités et l'efficience économique pour le respect de ces quotas par l'échanges de certificats.

- *Quotas et marchés de certificats verts: un nouveau moyen d'action par les quantités cohérent avec les nouveaux marchés électriques*

Le débat classique entre "action par les prix" versus "action par les quantités" en économie de l'environnement, qui s'était soldé par l'abandon progressif des système d'enchères au profit des prix garantis, a été relancé par la perspective d'instaurer des marchés de certificats verts dans plusieurs pays européens (P.E. Martin, 2002)[14]. Avec ce dispositif, on sort de la logique efficace mais coûteuse des obligations d'achat, pour adopter un pilotage par les quantités. Le pilotage est assuré par l'imposition de quotas croissants de production d'électricité renouvelable soit aux fournisseurs, soit aux producteurs d'électricité classique (Berry et Jaccard, 2001 ; Morthorst, 2000 ; ReCerT, 2001, Schaeffer et al., 2000 ; Voogt et al., 2000 ; 2001 ; Huber et al., 2001, Wustehangen, 2001).

La production renouvelable est valorisée de deux manières distinctes, la vente ordinaire d'électricité sur le réseau au prix du marché spot et la vente de certificats aux acteurs soumis aux quotas de production. La vente des certificats agit donc comme une prime à la production d'électricité verte dans le respect du jeu concurrentiel entre participants au marché électrique. Par ailleurs, les mécanismes de soutien au développement des renouvelables ne sont plus déconnectés de l'évolution des prix de l'électricité, comme c'était le cas avec les enchères concurrentielles ou les prix garantis[15], puisque les ventes d'électricité physique s'effectuent sur le marché de gros.

---

[13] En 1998, les subventions payées par le gouvernement danois représentaient ainsi plus de 100 millions d' euros par exemple

[14] Certains pays, dont la France, envisagent en 2003 de réactiver le système d'enchères pour la production d'électricité des centrales éoliennes off-shore

[15] On notera que les systèmes de premiums qui définissent non pas un prix d'achat garanti mais une prime garantie au kWh d'origine renouvelable en complément du prix offert aux producteurs sur le marché de l'électricité permettent de relier les prix de l'électricité et les prix d'achat de la production renouvelable.

Les certificats verts présentent plusieurs avantages qui devront être confirmés par le retour d'expérience :

- *Stimulation du développement des capacités*. Les objectifs de politique environnementale peuvent être facilement poursuivis en organisant une progression régulière de la production avec l'instauration de quotas croissants. En régime de croissance imposée par les quotas évolutifs, les prix sur le marché seront en principe suffisamment rémunérateurs, en raison de la pression exercée par la demande de certificats, pour permettre l'installation de nouvelles capacités.

- *Incitation à la baisse des coûts*. L'instauration d'un marché de certificats verts présente une incitation à la baisse des coûts pour les nouveaux projets, comme pour l'exploitation des équipements existants, par la pression concurrentielle permanente due à l'existence d'un marché sur lequel ils doivent vendre leurs certificats.

Mise en forme : Puces et numéros

Le mécanisme d'échange de certificats verts joue donc dans le sens de l'efficacité économique en incitant à utiliser les technologies les plus performantes sur le plan économique et à exploiter en priorité les ressources disponibles à moindre coût. C'est la raison pour laquelle un système d'échange de certificats prendrait tout son sens économique à l'échelle communautaire dans le cadre des objectifs définis par la directive sur le développement des énergies renouvelables[16]. Il entraînerait une allocation optimale des efforts entre les Etats membres et conduirait à exploiter en priorité les ressources à moindre coût, ce qui limiterait le coût global de réalisation des objectifs européens.

Mais le système de certificats verts présente trois inconvénients qui sont peu mis en avant (Menanteau et al., 2003). En premier lieu il apparaît bien moins adapté que les prix garantis pour soutenir des filières technologiques encore partiellement immatures. Il doit donc être réservé à des filières ayant déjà atteint une certaine rentabilité économique, ce qui signifie la continuation de l'usage des prix d'achat garantis pour les technologies émergentes dont la dynamique d'apprentissage doit être soutenue.

En second lieu les promoteurs des dispositifs quotas-échanges de certificats tendent à sous-estimer la nécessité de sécurité contractuelle pour assurer le financement et la rentabilité des investissements sur les unités à base de renouvelables. Les agents soumis aux quotas chercheront à développer eux-mêmes des équipements de production d'électricité renouvelable via une filiale spécialisée, ou à passer des contrats de long terme à prix stable avec des fournisseurs d'électricité renouvelable pour se garantir contre des fluctuations trop importantes du prix des certificats. C'est un constat qu'amène à faire l'observation des entrées sur les marchés électriques libéralisés. De même, on imagine difficilement, du côté des investisseurs-développeurs, des stratégies d'investissement basées majoritairement sur les perspectives de vente de certificats ; la recherche de contrats longs, là aussi, est nécessaire pour assurer le financement des projets. On observe ainsi qu'au Texas, malgré la possibilité offerte d'échanger des certificats, tous les distributeurs-fournisseurs ont pour le moment choisi de négocier des contrats bilatéraux de long terme (10 à 25 ans) pour réaliser leurs quotas de production d'électricité renouvelable (Langniss et al., 2003). Le marché des

[16] European Commission, 2001, Directive 2001/77/CE of the European Parliament and Council dated 27 September 2001.

certificats risque donc d'être étroit, peu liquide, soumis à une forte volatilité de prix et peu susceptible de révéler un prix crédible qui serve de référence pour les contrats de long terme.

En troisième lieu, la création d'un marché européen de certificats verts et, plus généralement, la possibilité d'échanger des certificats entre plusieurs pays, risque de rencontrer des difficultés pour plusieurs raisons.

- D'abord, certains pays peuvent refuser le principe même des échanges de certificats pour conserver les externalités positives du développement des unités de production d'électricité renouvelable en termes d'emploi, de réduction des pollutions régionales ou de diversification énergétique, qui contribuent à la justification du soutien public.
- Si le principe des échanges est accepté, l'harmonisation des mécanismes d'aide entre les différents pays participants devient indispensable. Un pays qui maintiendrait des systèmes d'aide complémentaires à l'instauration d'un marché de certificats (des subventions à l'investissement ou des prix d'achat garantis par exemple) créerait une baisse de coût artificielle entraînant des distorsions de concurrence. L'harmonisation des règles doit concerner également les modalités de fonctionnement des marchés (pénalités, durées de validité, etc.) ainsi que le choix des technologies éligibles.
- Enfin, en supposant qu'une harmonisation des règles soit réalisable, on ne pourra pas éviter des distorsions dans la formation du prix des certificats entre Etats membres du fait de l'hétérogénéité des prix de gros entre les marchés électriques[17]. Si l'on ignorait ce problème, cela pourrait conduire à surexploiter des ressources coûteuses dans des pays où les prix de l'électricité sont plus élevés.

Les motivations à l'adoption des certificats verts restent nombreuses et expliquent largement l'engouement de certains Etats membres pour cet instrument, puisqu'il a été adopté ou est en cours d'adoption par les Pays-Bas, l'Italie, la Grande-Bretagne, la Suède et la Finlande. Cependant, tant que les incertitudes concernant le fonctionnement des marchés de certificats et l'existence de cadres jugés suffisamment stables pour les investisseurs n'auront pas été levées, leur efficacité réelle restera à démontrer, de même que leur capacité à s'intégrer de façon cohérente dans les marchés électriques.

4. Conclusion

La libéralisation des industries énergétiques ne supprime pas la justification des Etats à agir par l'amélioration de l'efficacité des usages de l'énergie et par la promotion des renouvelables en vue de contribuer à la préservation du climat et limiter le risque de sécurité énergétique. Elle incite toutefois à une clarification des justifications. Corriger les défauts d'information des consommateurs et faire payer les vrais coûts environnementaux aux producteurs, en particulier le coût des émissions de CO_2, sont sans aucun doute une première étape indispensable. Mais, dans la pratique, ces corrections ne sont jamais complètes ou totalement satisfaisantes. Il s'agit donc d'intervenir dans le respect de la concurrence entre opérateurs

[17] L'hétérogénéité des prix de gros entre les marchés électriques dans l'Union européenne résulte de l'existence de contraintes techniques aux interconnexions qui isolent certains marchés des autres. Les prix de gros dans les "péninsules électriques" sans surcapacité (Espagne et Italie) sont ainsi plus élevés (autour de 30-35 €/MWh), et devraient le rester, que sur les marchés en surcapacité de la plaque continentale et de Grande-Bretagne (autour de 20 €/MWh).

pour créer des incitations à agir sur les utilisations d'énergie et corriger les barrières à l'entrée des nouvelles techniques.

Pour la stimulation à l'efficacité énergétique, les obligations réglementaires portant soit sur les moyens à mettre en œuvre, soit sur les résultats attendus, constituent des voies nouvelles désormais explorées. Elles semblent présenter une certaine efficacité si l'on se réfère à l'expérience récente de la Grande-Bretagne. L'intérêt de l'introduction de mécanismes de flexibilité dans ce dispositif avec une certification et la possibilité d'échanger des certificats d'économie d'énergie, comme en Italie, reste toutefois à démontrer. Ces innovations ne suppriment pas l'importance des actions amont par la RD, l'information, les accords volontaires et les normes sur les équipements d'utilisation. Elles agissent en complément.

Pour la stimulation du développement des énergies renouvelables, la libéralisation des marchés électriques offre une nouvelle voie d'action par la fixation d'obligation réglementaire par des quotas de production d'électricité renouvelable à vendre sur le marché de gros. Elle est accompagnée aussi par une certification et des mécanismes d'échanges de certificats verts. Ici également, l'introduction de la flexibilité, qui est la condition de l'efficience économique, présente des avantages théoriques incontestables ; mais sa faisabilité devra être confirmée. Un marché de certificats verts ne montrerait vraiment son intérêt qu'à l'échelle communautaire, ce qui supposerait, outre la définition de règles et modalités de fonctionnement communes, une harmonisation entre les mécanismes d'aide. Pour l'instant, plusieurs pays européens semblent avoir choisi de privilégier la réalisation des objectifs fixés par la directive européenne par rapport à l'efficacité économique, et ils ne semblent donc pas prêts à abandonner le système de prix garantis qui a fait ses preuves.

Références

Berry, T., Jaccard, M., 2001, "The renewable portfolio standard : design considerations and an implementation survey", *Energy Policy*, vol.29(4), pp 263-277.

Bertoldi, P., 1999, "Energy efficiency equipment within SAVE: activities, strategies, success and barriers", *The SAVE Conference, For an Energy Efficient Millennium*, Graz.

Bierman A..2001, "The Energy Saving Trust: its role in the domestic energy demand reduction in the UK", Presentation to the Colloquium "*Energy efficiency and consumer preference*" Aukrug, Schleswig-Holstein, 24-26 October, 2001

Bird, L., Wüstenhagen, J., Aabakken, 2002, A review of international green power markets : recent experience, trends and market drivers", *Renewable and Sustainable Energy Review*,(6), p 513-536.

Costym, J.,, 2002, "Certificate Trading for the UK's Energy Efficiency Commitment", *Energy Efficiency certificate trading*, Workshop organised by IEA-DSM, IEA and CESI, Milan.

Eriksen, P., B., Pedersen, J., Parbo, H., 2002, Challenges of large-scale integration of distributed generation into Eltra's system, in Proceedings Second International Symposium on Distributed Generation " *Power system and market aspects"*, Stockholm, Oct. 2-4, 2002.

Finon D., 1996, "La maîtrise de la demande d'énergie : innovation réglementaire ou nouvel instrument de stratégie commerciale?", *Revue de l' Energie*, (483), p.607-625

Finon D., Bal J.-L., 1997, "Les politiques européennes de promotion des énergies renouvelables : la France est-elle à la traîne ?", *Annales des Mines/ Réalités industrielles* , p. 47-53.

Finon D., Moisan F., 1995. "Concurrence et maîtrise de la demande d'électricité", *Annales des Mines/ Réalités industrielles*, janvier 1995.

Geller, H. & Nadel S., 1994, "Market transformation Strategies to Promote End-use Efficiency", *Annual Review of Energy and Environment*.

Huber, C., Haas, R., Faber, T., et al., 2001, *Action Plan for a Green European Electricity Market (ElGreen)*, Energy Economics Group, Institute of Power Systems and Energy Economics, Vienna University of Technology, Vienna

IEA (International Energy Agency), 1999, *Public Policy Implications of Mechanisms for Promoting Energy Efficiency and DSM in Changing Electricity Businesses*, Research Report No.2, Task VI of the IEA Demand-Side Management Program, Paris/San Francisco

IEA (International Energy Agency), 2003, *Creating Markets for Energy Technologies*, Paris.

Jamet, B., Adnot, J., Guerre, F., 2002, "France un système énergétique centralisé, de nouveaux services décentralisés", Actes du Colloque CUEPE "*Energies renouvelables et utilisation rationnelle de l'énergie : entre Etat et marché*" (Février 2002), Genève : Editions Droz (à paraître)

Johansen S., 1996, "Power sector restructuring and privatisation. What will happen to DSM and energy efficiency services in a new electricity business environment ?", *Revue de l'Energie*, (483), p.639-647

Langniss O., Wiser R., 2003, "The Renewable Portfolio Standard in Texas : an early assessment", *Energy Policy*, Vol 31, Issue 6, p 527-535.

Levine D. M. and Sonnenblick R., 1994, "On the assessment of utility demand-side management programs" *Energy Policy*, Vol. 22, Issue 10, p.848-856.

Malaman, R., Pavan, M., 2002, "Energy efficiency certificate trading : Food for thought from a recently launched Italian scheme", *Energy Efficiency certificate trading*, Workshop organised by IEA-DSM, IEA and CESI, Milan.

Martin P.E., 2002, "Certificats verts: situation européenne et mode d'emploi", *Systèmes Solaires*, (147), p.10-17

Menanteau P. Finon D. et Lamy M-L , 2001, "Prix garantis, enchères concurrentielles ou certificats verts : quels instruments d'incitation au développement des renouvelables ? ", *Revue de l'Energie*, (530), p. 513-527 (paru en anglais dans *Energy Policy*, vol.32, Issue 8, juin 2003*)*.

Menanteau P. Finon D. et Lamy M-L , 2003, "Les marchés de certificats verts pour la promotion des énergies renouvelables : entre efficacité allocative et efficience dynamique", à paraître dans *Economie et Sociétés*, série "Economie de l'Energie", .

Milborrow, D., 2001, *Penalties for intermittent sources of energy*, Working Paper for the PIU Energy Review, http://www.cabinet-office.gov.uk/innovation/2002/energy/workingpapers.shtml

Mirabel F., Percebois J. et Poudou J.C., 2001, "Le financement des missions de service public dans un marché de électrique déréglementé : le cas de l'électricité verte", *Revue de l'Energie*, (529), Septembre, p. 433-443.

Mitchell, C., 1995, "The renewable NFFO", A review, *Energy Policy*, vol.23 n°12, p. 1077-1091.

Mitchell, C., 2000, "The England and Wales Non-Fossil Fuel Obligation : history and lessons", *Annual Review of Energy and Environment*, (25), p. 285-312.

Morthorst P.E., 2000, "The development of a green certificate market", *Energy Policy*, Vol.28, Issue15, p. 1085-109.

Ofgem, 2001, *Review of the Initial Impact of NETA on Smaller Generators*, Report to the DTI http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/microsites/microtemplate1.jsp?toplevel=smallergenerators&assortment=chargesandbenefits

Ofgem, 2002, *Report to the DTI on the Review of the Initial Impact of NETA on Smaller Generators*, http://www.ofgem.gov.uk/docs2002/48neta_year_review.pdf

Pagliano, L., Alari, P., Irrek, W., Leprich, U., Thomas, S., 2001, "*Price regulation to remove EE-DSM disincentives and pressure for increased energy sales in monopoly segments of restructured electricity and gas markets - The Multiple Drivers Target (MDT) tariff scheme*", ECEEE Summer Study, Mandelieu.

RECerT, (2001), *The European Renewable Electricity Certificate Trading Project*, Final technical report, contract for the EU – DG TREN

SAVE, 2003, *Completing the Market for Least-Cost Energy Services, Strengthening Energy Efficiency in the Changing European Electricity and Gas Markets*, A Study under the SAVE Programme

SAVE-Wuppertal Institut, 2002, *Bringing energy services to the liberalised markets (BEST)*.. http://www.wupperinst.org/energy-efficiency/project.html.

Schaeffer, G.J., Boots, M.G., Mitchell, C., Anderson, T., Timpe, C. and Cames, M., 2000, *Options for design of tradable green certificate systems*, Report ECN-C--00-032, Petten, The Netherlands.

Vine, E., Hamrin, J., Eyre, N., Crossley, D., Maloney, M., Watt, G.,2003, "Public policy analysis of energy efficiency and load management in changing electricity businesses",*Energy Policy*, Vol 31, Issue 5, pp. 405-430.

Voogt, M., Boots, M.G., Schaeffer, G.J and Martens, J.W, 2000, "Renewable electricity in a liberalised market : the concept of green certificates", *Energy and Environment*, 11(1)

Voogt, M.H., Uyterlinde, M.A., de Noord, M., et al., 2001, *Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe*, REBUS Project

Wustehangen, P., 2001,"International development in green electricity markets", Presentation to the Colloquium *"Energy efficiency and consumer preferences" (*Aukrug, Schleswig-Holstein, 24-26 October).